

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика и экология»

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ И ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ПРАКТИКУМ

**для студентов второй ступени высшего
образования специальности 1-43 80 03
«Теплоэнергетика и теплотехника»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2021

УДК 72.5+65-551+31.1(075.8)
ББК 001.89:620.9я73
НЗ4

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 7 от 30.03.2021 г.)*

Составители: *А. В. Шаповалов, Г. А. Рудченко*

Рецензенты: зав. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *А. О. Добродей*;
проф. каф. «Водоснабжение, химия и экология» БелГУТа
д-р техн. наук, проф. *А. Б. Невзорова*

Научно-исследовательская и инновационная деятельность в энергетике : практикум
НЗ4 для студентов второй ступени высш. образования специальности 1-43 80 03 «Теплоэнергетика
и теплотехника» днев. и заоч. форм обучения / сост.: А. В. Шаповалов, Г. А. Рудченко. –
Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 36 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel
Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe
Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-478-0.

Содержит методические рекомендации и варианты индивидуальных заданий по основным
разделам курса.

Для студентов второй ступени высшего образования специальности 1-43 80 03 «Тепло-
энергетика и теплотехника» дневной и заочной форм обучения.

УДК 72.5+65-551+31.1(075.8)
ББК 001.89:620.9я73

ISBN 978-985-535-478-0

© Шаповалов А. В., Рудченко Г. А.,
составление, 2021
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2021

1. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ ПОДОБИЯ ДЛЯ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Задание 1.1. Определение постоянных числовых коэффициентов в эмпирических обобщенных зависимостях. Установить зависимости $\alpha = f(\omega)$ и $Nu_{дж} = f(Re_{дж})$ для условий проведенного эксперимента: исследована конвективная теплоотдача горизонтальной трубы наружным диаметром $d = 15$ мм при вынужденном движении воздуха поперек трубы. Результаты экспериментов представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Результаты экспериментов

Номер опыта	ω , м/с	$Re_{дж} \cdot 10^{-3}$	α , Вт/м ² · °С	$Nu_{дж}$
1	5	5,01	62,5	36,5
2	7	7,01	76,5	44,7
3	9	9,02	91,01	53,1
4	11,2	11,22	103,8	60,6
5	13,5	13,53	116,1	67,75
6	15,3	15,33	126,2	73,68
7	17,1	17,13	134,9	78,76
8	19,4	19,44	145,6	84,96
9	21,1	21,14	153,1	89,36
10	23,5	23,55	164,7	96,2

Методические рекомендации по решению задания 1.1

Алгоритм установления обобщенной зависимости с числами подобия, справедливой для всех процессов, подобных данному, следующий:

1. Определение уравнения подобия, характерного для данного вида конвективного теплообмена. Подробно вопросы подобия процессов конвективного теплообмена изложены в [2], [5].

При обработке результатов опыта задания в качестве теплоносителя использовался воздух, поэтому Pr имеет постоянное значение: $Pr = 0,7$. Уравнение подобия $Nu = f(Re, Pr)$ в этом случае принимает вид:

$$\text{Nu} = f(\text{Re}), \quad dl/\lambda = f(\omega l/\nu) \quad \text{или} \quad \text{Nu} = C/\text{Re}^n, \quad (1.1)$$

где C – постоянный числовой коэффициент; n – показатель степени. Значения C и n необходимо установить.

2. Установление определяющей температуры и определяющего размера. Температура среды может изменяться в процессе теплообмена, соответственно, могут меняться и ее свойства. Изменение физических свойств среды с изменением температуры необходимо учитывать при обобщении экспериментальных данных.

Осреднение физических свойств среды возможно при использовании так называемой определяющей температуры, по которой определяются значения физических параметров, входящих в числа подобия. Довольно распространенным является выбор в качестве определяющей средней температуры $t_{\text{cp}} = 0,5(t_{\text{c}} + t_{\text{ж}})$, где t_{c} – температура поверхности; $t_{\text{ж}}$ – температура жидкости. В ряде случаев в качестве определяющей выбирается средняя температура жидкости $t_{\text{ж}}$, температура поверхности нагрева t_{c} и др. За определяющую температуру целесообразно рекомендовать принимать такую, которая в технических расчетах бывает задана или легко может быть определена, а влияние изменения физических свойств теплоносителя учитывать, если это необходимо, путем введения дополнительного множителя в критериальную зависимость. Определяющую температуру следует отмечать в виде индекса. Если, например, в качестве определяющей принята температура стенки, то ставится индекс «с», если температура потока – индекс «ж», если средняя из них – индекс «ср».

При обобщении опытных данных важным также является вопрос о выборе определяющего размера. В качестве такого размера целесообразно выбирать тот размер, которым определяется развитие процесса. При этом обобщенные зависимости для однотипных, но геометрически не подобных систем, оказываются близкими или даже одинаковыми, что представляет большое удобство для практических расчетов. Например, при конвективном теплообмене в круглых трубах в качестве определяющего размера обычно берется диаметр. Так для каналов неправильного и сложного сечения целесообразно брать эквивалентный диаметр, равный учетверенной площади поперечного сечения канала, деленной на полный смоченный периметр сечения (независимо от того, какая часть этого периметра участвует в теплообмене).

При поперечном обтекании трубы и пучка труб в качестве определяющего размера берется диаметр трубы, а при обтекании плиты –

ее длина по направлению движения. Если в качестве определяющего размера принимается длина, то ставится индекс l , а если диаметр – индекс d [5].

Например, для указанного задания число Re и Nu , например, следует писать так:

$$Re_{dj} = \frac{\omega d}{\omega_{ж}}, \quad Nu_{dj} = \frac{\alpha d}{\lambda_{ж}}.$$

3. Установление постоянного числового коэффициента C и показателя степени n . Логарифмируя уравнение (1.1) и обозначая $\lg Re$ через x , $\lg Nu$ через y и $\lg c$ через A , получаем:

$$y = A + nx. \quad (1.2)$$

Последнее соотношение является уравнением прямой, при этом $A = y$ при $x = 0$, а $n = \operatorname{tg}\varphi$, где φ – угол наклона прямой к оси абсцисс (рис. 1.1).

По графику определяется значение n как отношение катетов. Определив значение n , определяют и значение постоянной из соотношения $C = Nu / Re^n$, которому удовлетворяет любая точка прямой.

4. Выполнение проверки применимости степенной зависимости. В логарифмических координатах все опытные точки должны быть расположены на прямой. Если же точки располагаются по кривой, то эту кривую обычно заменяют ломаной. Для отдельных участков такой кривой значения C и n различны. Если искомая величина является функцией двух аргументов, на графике получается семейство прямых, второй аргумент берется в качестве параметра.

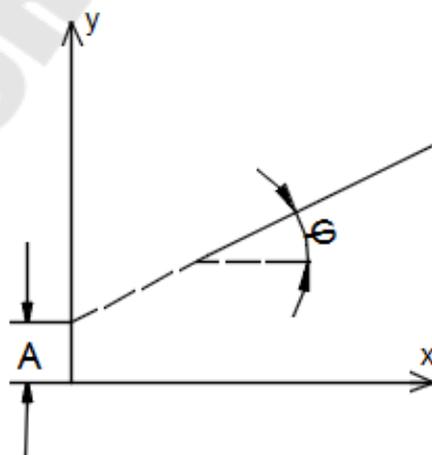


Рис. 1.1. Графическое определение степенной зависимости между переменными

5. Приведение уравнения с числами подобия к явному виду. Любое уравнение подобия можно преобразовать и привести к простой зависимости для технических расчетов. Так, зависимость

$$Nu_{дж} = 0,025 Re_{дж}^{0,80}$$

может быть приведена к виду

$$\alpha = K \frac{\omega^{0,80}}{d^{0,20}},$$

где коэффициент $K = 0,025 \frac{\lambda_{ж}}{\nu^{0,80}}$ зависит лишь от средней температуры воздуха и его значение может быть вычислено заранее.

Когда соотношение представлено в явном виде, легко оценить влияние отдельных величин на определяемую. Влияние каждой величины тем больше, чем выше ее показатель степени.

2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ВЕЛИЧИН

Задание 2.1. Оценка показателей общей эффективности капиталовложений в энергетический объект. На основании выданного варианта (табл. 2.1) провести оценку эффективности капиталовложений при сооружении энергетического объекта по следующим критериям: простой (статический) срок окупаемости; простая норма прибыли. Сформулировать выводы.

Таблица 2.1

Исходные данные к заданию 2.1

Показатели	Обозначение	Значение
1. Капиталовложения, млн у. е.	К	$600 + 50i$
2. Планируемая чистая прибыль по годам реализации проекта, млн у. е./год		
1-й год	P_1	$100 + 10i$
2-й год	P_2	$150 + 10i$
3-й год	P_3	$160 + 15i$
4-й год	P_4	$170 + 15i$
5-й–10-й год	P_5-P_{10}	$180 + 20i$

Примечание. i – порядковый номер по журналу группы.

Методические рекомендации по решению задания 2.1

1. Простой срок окупаемости характеризует период времени, за который вложенный капитал возвращается (окупается) за счет чистой прибыли и определяется по выражению

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ср}}}, \text{ лет}, \quad (2.1)$$

где K – капиталовложения, млн у. е.; $\Pi_{\text{ср}}$ – среднегодовая чистая прибыль, млн у. е./год.

2. Простая норма прибыли определяется по формуле

$$P = \frac{\Pi_{\text{ср}}}{K} 100, \%. \quad (2.2)$$

Задание 2.2. Сравнение двух вариантов сооружения тепловой электростанции. Сравнить два варианта сооружения тепловой электростанции по методу срока окупаемости, коэффициента сравнительной эффективности и приведенным затратам. Исходные данные по вариантам представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Исходные данные к заданию 2.2

Показатели	Вариант	
	I	II
1. Капиталовложения, млн у. е.	$500 + 0,2i$	$560 + 0,2i$
2. Себестоимость 1 кВт · ч, отпущенного с шин электростанции, у. е./кВт · ч	$0,0352 + 0,0001i$	$0,0341 + 0,0001i$

Примечание. i – порядковый номер по журналу группы.

Годовой отпуск электрической энергии одинаков для обоих вариантов и составляет 4 млрд кВт · ч. Приемлемый для инвестора срок окупаемости составляет 8 лет, коэффициент сравнительной эффективности – 12,5 %.

Методические рекомендации по решению задания 2.2

1. Рассчитываются годовые эксплуатационные расходы для каждого варианта электростанций:

$$И = c_w^{\text{отп}} W_{\text{отп}}, \text{ у. е./год}, \quad (2.3)$$

где $c_w^{\text{отп}}$ – себестоимость 1 кВт · ч, отпущенного с шин электростанции, у. е./кВт · ч; $W_{\text{отп}}$ – годовой отпуск электрической энергии, кВт · ч/год.

2. Определяется срок окупаемости дополнительных капиталовложений по выражению

$$T_{\text{ок}} = \frac{\Delta K}{\Delta И} = \frac{K_2 - K_1}{И_1 - И_2}, \text{ лет}, \quad (2.4)$$

где K_1, K_2 – капиталовложения соответственно по первому и второму варианту, у. е.; $И_1, И_2$ – годовые эксплуатационные расходы соответственно по первому и второму варианту, у. е./год.

Полученный в результате расчетов срок окупаемости сравнивается с приемлемым для инвестора значением показателя. В случае, если результат расчета больше установленного инвестором порогового значения показателя, более экономичным является первый (менее капиталоемкий) вариант.

3. Коэффициент сравнительной эффективности дополнительных капиталовложений определяется по выражению

$$E = \frac{\Delta И}{\Delta K} = \frac{И_1 - И_2}{K_2 - K_1} = \frac{1}{T_{\text{ок}}}. \quad (2.5)$$

Полученный в результате расчетов коэффициент сравнивается с установленным инвестором значением. Если оказывается, что расчетное значение показателя меньше установленного инвестором, более экономичным является первый вариант.

4. Определяются приведенные затраты для каждого варианта сооружения электростанции:

$$З = E_n K + И, \text{ у. е./год}, \quad (2.6)$$

где E_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности.

Более экономичным является тот вариант, у которого приведенные затраты минимальны.

Задание 2.3. Выбор оптимального решения путем попарного сравнения вариантов. Рассматриваются четыре варианта сооружения энергетического объекта, которые характеризуются следующими капитальными вложениями и эксплуатационными затратами (табл. 2.3).

Исходные данные к заданию 2.3

Показатели	Вариант			
	I	II	III	IV
1. Капиталовложения, млн у. е.	$260 + 2i$	$280 + 2i$	$286 + 2i$	$272 + 2i$
2. Годовые эксплуатационные расходы, млн у. е./год	$40 + 2i$	$35 + 2i$	$34 + 2i$	$38 + 2i$

Примечание. i – порядковый номер по журналу группы.

Требуется путем цепного метода попарного сравнения выбрать оптимальный вариант. Приемлемый для инвестора срок окупаемости составляет 8 лет, коэффициент сравнительной эффективности – 12,5 %. По результатам проведенных расчетов сформулировать выводы.

Методические рекомендации по решению задания 2.3

При попарном сравнении вариантов сооружения объекта оценка проводится по критерию срока окупаемости. Расчетные формулы приведены в задаче 2.2.

Задание 2.4. Сравнение двух вариантов сооружения тепловой электростанции с учетом фактора времени. Сопоставить два варианта сооружения тепловой электростанции, используя следующие методы: приведенных капиталовложений к моменту окончания строительства; приведенных капиталовложений к моменту начала строительства. По первому варианту время строительства составляет 3 года, по второму – 4 года. Распределение капиталовложений по годам строительства представлено в табл. 2.4. По обоим вариантам объект вводится в эксплуатацию в одно и то же время, а эксплуатационные расходы по обоим вариантам после ввода объекта в эксплуатацию одинаковы и постоянны. Коэффициент сравнительной эффективности – 11 %.

Исходные данные к заданию 2.4

Вариант	Распределение капиталовложений по годам строительства, млн у. е.			
	1-й	2-й	3-й	4-й
I	$50 + 0,5i$	$60 + 0,5i$	$40 + 0,5i$	–
II	$20 + 0,5i$	$30 + 0,5i$	$50 + 0,5i$	$50 + 0,5i$

Примечание. i – порядковый номер по журналу группы.

Методические рекомендации по решению задания 2.4

1. Выбор оптимального варианта по методу приведенных капиталовложений к моменту окончания срока строительства осуществляется по выражению

$$K_{\text{пр}} = \sum_{t=1}^T K_t (1 + E_n)^{T-t}, \text{ у. е.}, \quad (2.7)$$

где K_t – капиталовложения в $t_{\text{год}}$, у. е.; T – период строительства объекта.

2. Приведенные капиталовложения к моменту начала строительства рассчитываются по формуле

$$K_{\text{пр}} = \sum_{t=1}^T K_t (1 + E_n)^{-t}. \quad (2.8)$$

Оптимальным является вариант с минимальными капиталовложениями.

Задание 2.5. Сравнение двух вариантов сооружения и эксплуатации ТЭС. Намечается два варианта сооружения тепловой электростанции мощностью 1500 МВт. Требуется выбрать оптимальный вариант по условию минимума приведенных затрат, если коэффициент сравнительной эффективности – 12 %. Распределение капиталовложений и эксплуатационных расходов характеризуется данными, представленными в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Исходные данные к заданию 2.5

Показатели	Годы						
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й
I вариант							
Капиталовложения, млн у. е.	$20 + 0,5i$	–					
Годовые эксплуатационные расходы, млн у. е./год	–	–	–	$25 + 0,2i$	$35 + 0,2i$	$52 + 0,2i$	$64 + 0,2i$
II вариант							
Капиталовложения, млн у. е.	–	$25 + 0,5i$	$30 + 0,5i$	$40 + 0,5i$	$40 + 0,5i$	$35 + 0,5i$	–
Годовые эксплуатационные расходы, млн у. е./год	–	–	–	$30 + 0,2i$	$40 + 0,2i$	$51 + 0,2i$	$60 + 0,2i$

Примечание. i – порядковый номер по журналу группы.

По первому варианту полный период сооружения и освоения объекта составляет 7 лет. При этом седьмой год с начала строительства является годом нормальной эксплуатации. По второму варианту период сооружения и освоения объекта составляет 6 лет. По обоим вариантам объект начинает работать в режиме нормальной эксплуатации (с неизменными в последующие годы эксплуатационными расходами) в один и тот же год.

Методические рекомендации по решению задания 2.5

Выбор оптимального решения можно осуществить с помощью одного из двух выражений приведенных затрат:

$$З = E_n \sum_{t=1}^T (K_t + I_t) (1 + E_{пр})^{T-t} + I_n, \text{ у. е./год}; \quad (2.9)$$

$$З = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \Delta I_t) (1 + E_{пр})^{T-t}, \text{ у. е./год}, \quad (2.10)$$

где I_n – неизменные ежегодные издержки в режиме нормальной эксплуатации объекта после T -го года, у. е./год; ΔI_t – изменение годовых эксплуатационных расходов в t -м году по сравнению с $(t - 1)$ -м годом, у. е./год.

Задание 2.6. Определение экономической эффективности ввода АЭС и КЭС. В районе предусматривается увеличить производство электроэнергии на $\Delta W = 20$ млрд кВт · ч. С этой целью намечаются два варианта развития электростанций: атомных (АЭС) и конденсационных (КЭС). Капитальные затраты в развитие АЭС составляют $K_{АЭС} = 650$ млн у. е. при последующих ежегодных издержках $I_{АЭС} = 80$ млн у. е., капитальные затраты в развитие КЭС составляют $K_{КЭС} = 500$ млн у. е., ежегодные издержки $I_{КЭС} = 100$ млн у. е. Средневзвешенный тариф на полезно отпущенную энергию $T_w = 0,02$ у. е./кВт · ч. Себестоимость полезно отпущенного 1 кВт · ч энергии будет равна: для варианта с АЭС $c_w^{АЭС} = 0,0128$ у. е./кВт · ч, для варианта с КЭС $c_w^{КЭС} = 0,0132$ у. е./кВт · ч.

Требуется определить сравнительную эффективность капиталовложений и общую эффективность для каждого варианта. По результатам расчетов сделать выводы.

Методические рекомендации по решению задания 2.6

1. Коэффициент сравнительной эффективности определяется по следующей формуле:

$$E = \frac{K_{\text{АЭС}} - K_{\text{КЭС}}}{I_{\text{КЭС}} - I_{\text{АЭС}}}. \quad (2.11)$$

2. Коэффициенты общей эффективности определяются по выражениям:

– для АЭС

$$E_o = \frac{(T_w - c_w^{\text{АЭС}})\Delta W}{K_{\text{АЭС}}}; \quad (2.12)$$

– для КЭС

$$E_o = \frac{(T_w - c_w^{\text{КЭС}})\Delta W}{K_{\text{КЭС}}}. \quad (2.13)$$

Задание 2.7. Определение экономической эффективности ввода энергетического объекта с учетом фактора времени (динамическим методом). На основании выданного варианта (табл. 2.6) оценить целесообразность вложения средств в энергетический объект при различных условиях финансирования, рассчитав необходимые показатели динамическим методом. Сформулировать выводы. Построить финансовый профиль проекта.

Таблица 2.6

**Показатели по проекту, млн у. е.
(исходные данные по вариантам)**

Показатели		Значения по вариантам									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Норма дисконта, %	собственный капитал	9	11	12	13	14	9	11	12	13	14
	заемный капитал	20	19	18	20	19	18	20	19	18	20
2. Доля собственного капитала в общей сумме инвестирования		0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3

Показатели		Значения по вариантам									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3. Поток наличности по годам, млн у. е.	0-й	-90 - 5i					-90 - 2i				
	1-й	-60 - 3i					-60 + i				
	2-й	40 + i					40 - i				
	3-й	60 + i					60 + 2i				
	4-й	30 + 5i					30 + 2i				
	5-й	40 + 5i					40 + 3i				
	6-й	45 + 5i					45 + 4i				
	7-й	50 + 10i					50 + 5i				
	8-й	50 + 10i					50 + 5i				
	9-й	40 + 10i					40 + 7i				
	10-й	30 + 15i					30 + 7i				

Примечание. i – порядковый номер по журналу группы.

Возможны следующие ситуации: а) использование только собственного капитала (СК), ставка дисконта – $r_{СК}$; б) использование только заемного капитала (ЗК), ставка дисконта – $r_{ЗК}$; в) смешанное финансирование СК+ЗК, ставка дисконта – $r_{СК+ЗК}$.

Методические рекомендации по решению задания 2.7

1. Для определения ставки дисконта в случае смешанного финансирования проводится следующий расчет:

$$r_{СК+ЗК} = d_{СК}r_{СК} + d_{ЗК}r_{ЗК}, \quad \% \quad (2.14)$$

2. Определяется чистый дисконтированный доход:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T (P_t d_t - K_t d_t), \quad \text{у. е.}, \quad (2.15)$$

где T – инвестиционный период (время от начала вложения инвестиций до окончания эксплуатации объекта); t – год реализации проекта; K_t – капитальные вложения в году t , у. е.; d_t – дисконтный множитель года t ; P_t – результат эксплуатации инвестиционного проекта (чистый поток платежей) в году t , у. е.

Расчеты оформить в виде табл. 2.7.

Расчет чистого дисконтированного дохода

Год t	Поток наличности $P_t - K_t$, млн у. е.	Коэффициент дисконтирования d_t			Текущая дисконтированная стоимость потока ДС _{t} , млн у. е.			Чистый дисконтированный доход, ЧДД, млн у. е.		
		$r_{СК} = -\%$	$r_{ЗК} = -\%$	$r_{СК+ЗК} = -\%$	СК	ЗК	СК+ЗК	СК	ЗК	СК+ЗК
0-й	-90									
1-й	-60									
2-й	40									
3-й	60									
4-й	30									
5-й	40									
6-й	45									
7-й	50									
8-й	50									
9-й	40									
10-й	30									

3. Индекс доходности рассчитывается по выражению

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T P_t d_t}{\sum_{t=0}^T K_t d_t}. \quad (2.16)$$

4. Динамический срок окупаемости определяется по формуле

$$T_{\text{ок.д}} = t - \frac{\text{ЧДД}_t}{\text{ЧДД}_{t+1} - \text{ЧДД}_t}, \quad (2.17)$$

где ЧДД_t – интегральная сумма элементов потока реальных денег за период от нулевого года до года t (< 0); ЧДД_{t+1} – интегральная сумма элементов потока реальных денег за период от нулевого года до года $t+1$ (> 0).

5. Внутренняя норма доходности определяется аналитическим и графическим способом. Для расчета показателя применяется следующее выражение:

$$\text{ВНД} = r_1 - \frac{\text{ЧДД}_1(r_2 - r_1)}{\text{ЧДД}_2 - \text{ЧДД}_1}, \quad (2.18)$$

где r_1 и r_2 – две пограничные ставки дисконтирования, которым соответствуют противоположные по знаку ЧДД_1 и ЧДД_2 .

Графический метод определения ВНД имеет следующий алгоритм: 1) в системе координат «ось абсцисс – ЧДД; ось ординат – ставка r » размещаются две точки, характеризующие различные условия инвестирования одного и того же проекта; 2) полученные точки соединяются прямой линией, которая при необходимости продлевается до пересечения с осью « r »; 3) полученная точка пересечения указывает на величину r , при которой ЧДД = 0, следовательно, на ВНД проекта.

Итоги расчета показателей свести в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Оценка эффективности вложения инвестиций в проект

Показатели	Условие реализации проекта	Значения по условиям финансирования		
		СК	СК+ЗК	ЗК
1. Чистый дисконтированный доход ЧДД, млн у. е.	$ЧДД_t > 0$			
2. Индекс доходности (рентабельности) ИД	$ИД > 1$			
3. Динамический срок окупаемости $T_{ок}$, лет	$T_{ок} < \text{срок реализации проекта}$			
4. Внутренняя норма доходности ВНД, %	$ВНД = r$, при котором ЧДД = 0			

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Задание 3.1. Техничко-экономическое обоснование установки турбоагрегата малой мощности. Оценить экономическую эффективность установки в котельной турбоагрегата малой мощности. Исходные данные по вариантам приведены в табл. 3.2.

Методические рекомендации по решению задания 3.1

1. Определяется количество теплоты на выработку электроэнергии на выбранном турбоагрегате за год:

$$Q_{э\text{э}} = N_{\text{уст}} T_{\text{уст}} k_3 \cdot 10^{-3} / \eta_{\text{тг}}, \text{ Гкал}, \quad (3.1)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность турбогенератора, кВт; $T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч; k_3 – коэффици-

ент перевода электрической энергии в тепловую (0,86); $\eta_{тр}$ – коэффициент полезного действия турбоагрегата, о. е.

2. Рассчитывается расход условного топлива на выработку электроэнергии на выбранном турбоагрегате за год:

$$B_{э\dot{э}} = Q_{э\dot{э}} / (Q_H^p \eta_k^{нетто} \eta_{тр}), \text{ т у. т.}, \quad (3.2)$$

где Q_H^p – низшая теплотворная способность условного топлива, равная 7000 ккал/кг; $\eta_k^{нетто}$ – коэффициент полезного действия котельной нетто после установки турбоагрегата с учетом роста среднечасовой паровой нагрузки, о. е.; $\eta_{тр}$ – коэффициент полезного действия транспорта пара, о. е. (при нормальном состоянии теплоизоляции КПД транспорта пара составляет 0,98 внутри котельной и 0,96 при установке турбогенератора в отдельно стоящем здании с прокладкой наружных паропроводов).

3. Определяется количество выработанной электроэнергии турбоагрегатом за год:

$$\dot{Э}_{выр} = N_{уст} T_{уст}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность турбоагрегата, кВт; $T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

4. Определяется количество отпущенной электроэнергии от выбранного турбоагрегата:

$$\dot{Э}_{отп}^{тр} = \dot{Э}_{выр} (1 - \alpha_{с.н}^{э\dot{э}} / 100), \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.4)$$

где $\alpha_{с.н}^{э\dot{э}}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды турбоагрегата (на работу насосов техводоснабжения, пускового маслонасоса и другого электрического оборудования), в зависимости от выбранной схемы технического водоснабжения составляет ориентировочно: при включении в схему технического водоснабжения предприятия – 0,5–1 %, при индивидуальной схеме технического водоснабжения – 3–8 %.

5. Необходимое количество отпущенной электроэнергии с шин электростанций ГПО «Белэнерго» с учетом потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии до вводов токоприемников предприятия составляет

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{эс}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{тг}} (1 - k_{\text{пот}} / 100), \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{тг}}$ – отпущенная с шин турбоагрегатом и потребленная предприятием электроэнергия, кВт · ч; $k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспорт электроэнергии в системе ГПО «Белэнерго», %.

6. Определение экономии топлива от установки выбранного турбоагрегата на котельной предприятия:

$$\Delta B^{\text{тг}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{эс}} b_{\text{эз}}^{\text{зам}} \cdot 10^{-6} - B_{\text{эз}}, \text{ т у. т.}, \quad (3.6)$$

где $b_{\text{эз}}^{\text{зам}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у. т./кВт · ч; $B_{\text{эз}}$ – годовой расход топлива на выработку электроэнергии выбранным турбоагрегатом, т у. т.

7. Определение укрупненных капиталовложений в установку турбоагрегата малой мощности на котельных предприятий с созданием малых ТЭЦ проводится по следующим статьям:

– стоимость выбранного турбоагрегата ($C_{\text{тг}}$) – определяется по результатам тендера;

– стоимость электротехнических устройств ($C_{\text{эт.у}}$) составляет ориентировочно 10–15 % от стоимости турбоагрегата;

– стоимость тепломеханической части ($C_{\text{тм.ч}}$) – 15–20 % от стоимости турбоагрегата (паропроводы, трубопроводы технической воды и т. д.);

– стоимость строительно-монтажных работ ($C_{\text{с.-м.р}}$) – в зависимости от расположения турбоагрегата: в котельной – 15–20 % от стоимости оборудования; в отдельно стоящем строении – 20–30 % от стоимости оборудования;

– стоимость проектно-изыскательных работ ($C_{\text{п.-и.р}}$) – 5–10 % от стоимости строительно-монтажных работ;

– стоимость пуско-наладочных работ ($C_{\text{п.-н.р}}$) – 3–5 % от стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об}} = C_{\text{тг}} + (0,1 \div 0,15)C_{\text{тг}} + (0,15 \div 0,2)C_{\text{тг}}, \text{ руб.} \quad (3.7)$$

Таким образом, капиталовложения в мероприятие составят, р.:

$$K_{\text{тг}} = C_{\text{об}} + (0,05 \div 0,1)C_{\text{с.-м.р}} + (0,15 \div 0,3)C_{\text{об}} + (0,03 \div 0,05)C_{\text{об}}. \quad (3.8)$$

Результаты расчетов свести в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Капиталовложения в мероприятие

Показатели	Значение, руб.
Стоимость выбранного турбоагрегата	
Стоимость электротехнических устройств	
Стоимость тепломеханической части	
Итого стоимость оборудования	
Стоимость строительно-монтажных работ	
Стоимость проектно-изыскательных работ	
Стоимость пуско-наладочных работ	
<i>Всего</i>	

8. Определяется простой срок окупаемости мероприятия:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{тг}}}{\Delta B_{\text{тг}} C_{\text{топл}}}, \text{ лет}, \quad (3.9)$$

где $K_{\text{тг}}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.; $\Delta B_{\text{тг}}$ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т у. т.; $C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у. т. (уточняется на момент составления расчета), руб.

Исходные данные к заданию 3.1 представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Исходные данные к заданию 3.1

Вариант	Число часов использования установленной мощности турбоагрегата $T_{\text{уст}}, \text{ ч/год}$	Установленная мощность турбоагрегата $N_{\text{уст}}, \text{ кВт}$	КПД котельной нетто $\eta_{\text{к}}^{\text{нетто}}, \text{ о. е.}$	КПД турбоагрегата $\eta_{\text{тг}}, \text{ о. е.}$	Удельные капиталовложения в турбоагрегат $k_{\text{уд}}, \text{ у. е./кВт}$
1	5000	500	0,89	0,86 (ТГ-0,5А/0,4 Р13/3,7)	200
2	5250	600	0,9	0,86 (ТГ-0,6А/0,4 Р12/3,7)	210
3	5100	750	0,89	0,87 (ТГ-0,75А/0,4 Р13/2)	220

Вариант	Число часов использования установленной мощности турбоагрегата $T_{уст}$, ч/год	Установленная мощность турбоагрегата $N_{уст}$, кВт	КПД котельной нетто $\eta_{к}^{нетто}$, о. е.	КПД турбоагрегата $\eta_{тг}$, о. е.	Удельные капиталовложения в турбоагрегат $k_{уд}$, у. е./кВт
4	5410	500	0,91	0,85 (ТГ-0,5ПА/0,4 P11/6)	230
5	4900	600	0,87	0,85 (ТГ-0,6ПА/0,4 P13/6)	240
6	4850	750	0,87	0,86 (ТГ-0,75ПА/0,4 P13/4)	250
7	5550	500	0,92	0,86 (ТГ-0,5А/0,4 P13/3,7)	200
8	5600	600	0,92	0,86 (ТГ-0,6А/0,4 P12/3,7)	210
9	5700	750	0,9	0,87 (ТГ-0,75А/0,4 P13/2)	240
10	5720	500	0,9	0,85 (ТГ-0,5ПА/0,4 P11/6)	250

Примечание. В качестве у. е. принят долл. США, курс которого по отношению к национальной валюте уточняется на дату проведения расчетов по Национальному банку Республики Беларусь.

Задание 3.2. Технико-экономическое обоснование применения предизолированных труб. Оценить экономическую эффективность применения предизолированных труб при прокладке теплотрассы. Исходные данные по вариантам приведены в табл. 3.4 и 3.5.

Методические рекомендации по решению задания 3.2

Экономический эффект от применения предизолированных труб достигается за счет:

- сокращения тепловых потерь в теплотрассах;
- снижения потребления электроэнергии на транспорт тепловой энергии.

1. Определяется перерасход топлива, получаемый при использовании теплопровода:

$$\Delta B_{т.э} = (Q + \Delta Q_{пот}) b_{т.э} / 1000 - (Q + Q_{пот}^{ПИ}) b_{т.э} / 1000, \text{ т у. т.}, \quad (3.10)$$

где Q – количество полученной тепловой энергии, Гкал; $\Delta Q_{пот}$ – потери по существующей теплотрассе, Гкал; $Q_{пот}^{ПИ}$ – потери по теплотрассе из предизолированных труб; $b_{т.э}$ – удельный расход топлива действующего теплоисточника, кг у. т./Гкал.

2. Определяется расход электроэнергии, необходимый на передачу тепловой энергии по существующей теплотрассе:

$$\mathcal{E}_{п} = (Q + \Delta Q_{пот}) \mathcal{E}_{с.н}^{т.э}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.11)$$

где $\mathcal{E}_{с.н}^{т.э}$ – удельный расход электроэнергии, необходимой для транспорта и производства 1 Гкал тепловой энергии, кВт · ч/Гкал.

3. Рассчитывается количество электроэнергии, необходимое для транспорта тепловой энергии по теплотрассе из предизолированных труб:

$$\mathcal{E}_{ПИ} = (Q + Q_{пот}^{ПИ}) \mathcal{E}_{с.н}^{т.э}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.12)$$

4. Определяется расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии с учетом потерь в электросетях:

$$\Delta B_{э} = (\mathcal{E}_{п} - \mathcal{E}_{ПИ}) k_{пот} / 100 b_{э} \cdot 10^{-6}, \text{ т у. т.}, \quad (3.13)$$

где $k_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях; $b_{э}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у. т./кВт · ч.

5. Общая экономия топлива от применения предизолированных труб:

$$\Delta B = \Delta B_{т.э} + \Delta B_{э}, \text{ т у. т.} \quad (3.14)$$

6. Определение укрупненных капиталовложений осуществляется следующим образом:

– стоимость оборудования ($C_{об}$) определяется согласно договорным ценам (на основании тендера);

- стоимость проектных работ ($C_{п.р}$) – до 10 % от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ ($C_{с.-м.р}$) – 25–30 % от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ ($C_{п.-н.р}$) – 3–5 % от стоимости оборудования.

Капиталовложения в мероприятие, руб.:

$$K_{\text{ПИ}} = C_{\text{об}} + 0,1C_{\text{с.-м.р}} + (0,25-3)C_{\text{об}} + (0,03-0,05)C_{\text{об}}. \quad (3.15)$$

Расчет свести в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Стоимость ПИ-труб

Диаметр ПИ-труб, мм	Длина участка, м	Цена за 1 м без НДС, руб./м	Стоимость участка без НДС, руб.
273			
219			
159			
133			
114			
89			
76			
57			
Итого стоимость ПИ-труб:			
Стоимость вспомогательных элементов (промежуточных, концевых, отводов, кранов и пр.) (65 % от стоимости ПИ-труб)			
Всего стоимость оборудования			
Стоимость строительно-монтажных работ			
Стоимость проектных работ			
Стоимость пуско-наладочных работ			
Капиталовложения в мероприятие			

7. Определение срока окупаемости ($T_{\text{ок}}$) энергосберегающего мероприятия:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{ПИ}}}{\Delta BC_{\text{топл}}}, \text{ лет}, \quad (3.16)$$

где $C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у. т., руб.

Исходные данные к заданию 3.2 приведены в табл. 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4

Исходные данные к заданию 3.2 (часть 1)

Номер варианта	Количество полученной тепловой энергии Q , Гкал	Потери в теплотрассе, %		Удельный расход топлива $b_{тг}$, г у. т/Гкал	Удельный расход электроэнергии $\mathcal{E}_{сн}^{т.э}$, кВт · ч/Гкал
		$\Delta Q_{пот}$	$Q_{пот}^{пн}$		
1	45200	16	3	162,6	52
2	37350	15	4	159,8	54
3	29950	17	5	161,5	56
4	43050	20	2	160,7	45
5	38150	19	5	165,0	55
6	30550	18	4	164,2	62
7	41070	16	3	157,9	49
8	35650	17	5	160,8	53
9	27880	20	2	162,4	61
10	33750	19	3	163,5	55

Таблица 3.5

Исходные данные к заданию 3.2 (часть 2)

Диаметр ПИ-труб, мм	Длина участка, м	Цена за 1 м без НДС, у. е./м
273	175,5 – 1,5 <i>i</i>	401 + 2,5 <i>i</i>
219	151,5 + 2,5 <i>i</i>	358 + 2,2 <i>i</i>
159	537 + 1,2 <i>i</i>	217 + 1,9 <i>i</i>
133	252 – 0,5 <i>i</i>	193 + 1,7 <i>i</i>
114	289,5 + 1,3 <i>i</i>	168 + 1,5 <i>i</i>
89	325,5 + 2,0 <i>i</i>	147 + 1,2 <i>i</i>
76	601,5 – 1,7 <i>i</i>	117 + 1,0 <i>i</i>
57	220,5 + 3,0 <i>i</i>	101 + 0,5 <i>i</i>

Примечания: 1. *i* – порядковый номер в списке группы. – 2. В качестве у. е. принят долл. США, курс которого по отношению к национальной валюте уточняется на дату проведения расчетов по Национальному банку Республики Беларусь.

Задание 3.3. Технико-экономическое обоснование перевода котлов на сжигание местных видов топлива (дрова, опилки, торф, щепа и др.). Оценить экономическую эффективность перевода котельной на сжигание местных видов топлива (щепа). Исходные данные по вариантам приведены в табл. 3.6.

Методические рекомендации по решению задания 3.3

При переводе котла на сжигание местных видов топлива происходит замещение местными видами топлива (МВТ) импортируемых видов топлива и экономический эффект достигается за счет разности в стоимости сжигаемого топлива.

1. Определяется количество сжигаемого топлива (печное бытовое топливо, мазут, газ и т. д.):

$$B_i = \frac{Q_{\text{ч}} T_{\text{г}} b_{\text{ТЭ}}^{\phi}}{k_i \cdot 10^3}, \text{ т}, \quad (3.17)$$

где $Q_{\text{ч}}$ – среднечасовая нагрузка котельной, сложившаяся за предшествующий реализации мероприятия (базовый) год, Гкал/ч; $T_{\text{г}}$ – число часов работы в год, ч; $b_{\text{ТЭ}}^{\phi}$ – удельный расход топлива при работе на газообразном топливе, мазуте (печном бытовом топливе – ПБТ) на производство тепловой энергии, кг у. т./Гкал; k_i – топливный эквивалент для перевода в натуральное топливо, для газа равен 1,15.

2. Определяется количество сжигаемого местного топлива:

$$B_i = \frac{Q_{\text{ч}} T_{\text{г}} b_{\text{ТЭ}}^{\text{МВТ}}}{k_{\text{МВТ}} \cdot 10^3}, \text{ т}, \quad (3.18)$$

где $b_{\text{ТЭ}}^{\text{МВТ}}$ – удельный расход топлива при работе на местных видах топлива на производство тепловой энергии:

$$b_{\text{ТЭ}}^{\text{МВТ}} = \frac{142,86}{\eta_{\text{МВТ}} \cdot 10^{-2}}, \text{ кг у. т./Гкал}, \quad (3.19)$$

$\eta_{\text{МВТ}}$ – коэффициент полезного действия котла на местных видах топлива, %; $k_{\text{МВТ}}$ – топливный эквивалент местных видов топлива для перевода в натуральное топливо.

3. Определяется разность в стоимости сжигаемого топлива:

$$\Delta C_{\text{топл}} = B_i C_i - B_{\text{МВТ}} C_{\text{МВТ}}, \text{ руб.}, \quad (3.20)$$

где C_i – стоимость тонны сжигаемого топлива (газа, мазута, ПБТ), руб./т; $C_{\text{МВТ}}$ – стоимость МВТ (тонна, м³ и т. д.), руб.

4. Рассчитывается величина капиталовложений по следующим статьям:

– стоимость оборудования ($C_{\text{об}}$) – определяется согласно договорным ценам;

- стоимость проектных работ ($C_{п.р}$) – до 10 % от стоимости строительно-монтажных работ;
- стоимость строительно-монтажных работ ($C_{с.-м.р}$) – 25–30 % от стоимости оборудования;
- стоимость пуско-наладочных работ ($C_{п.-н.р}$) – 3–5 % от стоимости оборудования.

Таким образом, капиталовложения в мероприятие составляют, руб.:

$$K_{МВТ} = C_{об} + 0,1C_{с.-м.р} + (0,25-0,3)C_{об} + (0,03-0,05)C_{об}. \quad (3.21)$$

5. Определяется срок окупаемости мероприятия за счет разности в стоимости сжигаемого топлива:

$$T_{ок} = \frac{K_{МВТ}}{\Delta C_{топл}}, \text{ лет}, \quad (3.22)$$

где $K_{МВТ}$ – капиталовложения в мероприятие, руб.; $\Delta C_{топл}$ – разность в стоимости сжигаемого топлива за год, руб./год.

Таблица 3.6

Исходные данные к заданию 3.3

Показатели	Обозначение	Значение	
		существующий вариант (газ)	проектируемый вариант (МВТ)
Среднечасовая нагрузка котельной, Гкал/ч	Q	$0,421 + 0,001i$	$0,421 + 0,001$
Время работы, сут	T	188	188
Удельная норма расхода топлива, кг у. т./Гкал	$b_{тэ}$	$168,6 + 0,1i$	$184,1 + 0,1i$
Топливный эквивалент для перевода в натуральное топливо	k	1,15	0,266
Стоимость газа, у. е./тыс. м ³	C_i	263,32	–
Стоимость местных видов топлива (щепа), у. е./пл. м ³	$C_{МВТ}$	–	16,32
Стоимость основного оборудования, у. е.	$C_{об}^{осн}$	–	$36925 + 10i$
Стоимость вспомогательного оборудования, у. е.	$C_{об}^{всп}$	–	$0,3C_{об}^{осн}$

Примечания: 1. i – порядковый номер в списке группы. – 2. В качестве у. е. принят долл. США, курс которого по отношению к национальной валюте уточняется на дату проведения расчетов по Национальному банку Республики Беларусь.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМ РАСХОДА ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Задание 4.1. Расчет нормы расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. На основании исходных данных провести расчет норм расхода тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Исходные данные к заданию 4.1

Наименование цехов	Объем помещений, тыс. м ³	Температура внутри помещения, °С	Характеристики зданий, ккал/м ³ · ч · °С		Численность человек всего/в том числе рабочих
			q_0	q_v	
Кузнечно-прессовый	$50 + 5i$	14	0,2	0,4	2000/1500
Литейный	$30 - 2i$	14	0,3	0,9	2000/1600
Механический	$60 + 4i$	16	0,4	0,15	2200/1700
Термический	$25 - 1,5i$	14	0,3	0,55	2200/1800
Сборочный	$40 - 3i$	16	0,4	0,2	2400/1860
Инструментальный	$20 - 1i$	16	0,45	0,1	2400/1880
Ремонтно-механический	$20 - 1i$	16	0,5	0,15	2600/1900
Компрессорная	$4 - 0,3i$	16	0,6	–	2600/1920
Заводоуправление	$10 + 1i$	18	0,3	0,1	2800/2100
Столовая	$5 + 0,5i$	18	0,33	0,12	2800/2160

Примечание. i – порядковый номер в списке группы.

Из общего числа рабочих 25 % работают в литейном и термическом цехах. Количество душевых сеток на предприятии принять из расчета $n_{\text{душ}} = 0,09Ч$, где $Ч$ – численность рабочих, чел.

Расчеты свести в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Расчет нормы тепловой энергии на отопление и вентиляцию

Наименование цехов	Объем помещений, м ³	Характеристики зданий, ккал/м ³ · ч · °С		Температура внутри помещения, °С	Работа на обогрев здания, м ³ · с ут · °С	Расход тепловой энергии на отопление зданий, Гкал/год	Индивидуальная норма расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию, Мкал/тыс. м ³ · сут · °С
		q_0	q_v				
Кузнечно-прессовый							
Литейный							
Механический							
Термический							
Сборочный							
Инструментальный							
Ремонтно-механический							
Компрессорная							
Заводоуправление							
Столовая							
<i>Итого</i>	х	х	х	х			

Методические рекомендации по решению задания 4.1

Расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию помещений

Расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий и сооружений (обогрев) определяется, исходя из индивидуальных отраслевых норм расхода тепловой энергии на отопление и на вентиляцию зданий, из работы обогрева каждого отдельного здания, а также средней температуры наружного воздуха за отопительный период и продолжительности работы отопления за год.

1. Расход тепловой энергии на отопление зданий определяется по формуле

$$Q_{об} = q_o W \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год}, \quad (4.1)$$

где q_o – удельная тепловая характеристика зданий, $\text{ккал/м}^3 \cdot \text{сут} \cdot \text{°C}$;
 W – работа на обогрев здания, $\text{м}^3 \cdot \text{сут} \cdot \text{°C}$.

Работа на обогрев здания определяется по формуле

$$W = V(t_{вн} - t_{ср})n, \quad (4.2)$$

где V – наружный строительный объем здания, м^3 ; $t_{вн}$ – нормируемая температура воздуха внутри помещения, °C ; $t_{ср}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C ; n – продолжительность работы отопления, сут .

2. Индивидуальная норма расхода тепловой энергии на обогрев i -го здания равна:

$$H_{об} = Q_{об} \cdot 10^3 / W_i, \text{ Мкал/тыс. м}^3 \cdot \text{сут} \cdot \text{°C}. \quad (4.3)$$

3. Средневзвешенная норма расхода на обогрев всех зданий рассчитывается по формуле

$$H_{об} = \sum Q_{оби} \cdot 10^3 / \sum W_i, \text{ Мкал/тыс. м}^3 \cdot \text{сут} \cdot \text{°C}. \quad (4.4)$$

Определение нормы расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение

1. Расход тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения определяется по формуле

$$Q_{\text{ГВС}} = Q_{\text{хоз}} + Q_{\text{душ}}, \text{ Гкал/год}, \quad (4.5)$$

где $Q_{\text{хоз}}$ – расход тепла на хозяйственно-бытовые нужды, Гкал; $Q_{\text{душ}}$ – расход тепла на душевые, Гкал.

2. Суточный расход тепла на хозяйственно-бытовые нужды рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{хоз}} = qnc(t_{\text{г}} - t_{\text{х}}), \text{ Гкал/год}, \quad (4.6)$$

где q – норма расхода горячей воды на одного работающего, л/сут · чел.; n – количество работающих в смену, чел.; c – теплоемкость воды, ккал/кг · °С (1 ккал/кг · °С); $t_{\text{г}}$ – температура горячей воды, °С; $t_{\text{х}}$ – температура холодной воды, °С.

В расчетах принять, что норма расхода горячей воды составляет 20 л/сут на одного рабочего в помещениях с тепловыделением 20 ккал/м³ и более (термический цех), 11 л/сут на одного рабочего в помещениях с тепловыделением менее 20 ккал/м³ и 5 л/сут на одного административного работника и ИТР ($q_1 = 20$ л/сут; $q_2 = 11$ л/сут; $q_3 = 5$ л/сут). Теплоемкость воды составляет $c = 1$ ккал/кг · °С. Расчетную температуру горячей воды в водоразборных кранах (душевых сетках) принять равной $t_{\text{г}} = 55$ °С. Температура холодной воды $t_{\text{х}} = 5$ °С зимой и 15 °С летом.

3. Суточный расход тепла на душевые определяется по формуле

$$Q_{\text{душ}} = q_{\text{душ}}n_{\text{душ}}c(t_{\text{г}} - t_{\text{х}}), \text{ Гкал/год}, \quad (4.7)$$

где $q_{\text{душ}}$ – норма расхода воды на одну душевую сетку, л/сут (270 л/сут); $n_{\text{душ}}$ – количество душевых сеток.

4. Норма расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение рассчитывается по формуле

$$H_{\text{ГВС}} = Q_{\text{ГВС}} / Ч, \text{ Мкал/чел.}, \quad (4.8)$$

где Ч – численность работников предприятия, чел.

Цех работает 252 дня: 119 дней зимой и 133 дня летом.

Задание 4.2. Определение нормы расхода электрической энергии в компрессорных цехах. В соответствие с вариантом исходных данных требуется определить:

1. Работу изотермического сжатия 1 м³ воздуха.
2. Мощность на привод компрессора.

3. Часовой расход электроэнергии на привод компрессора при сжатии 1 м³ воздуха.
4. Норму расхода электроэнергии на технологические нужды.
5. Расход электроэнергии на освещение цеха.
6. Расход электроэнергии на вентиляцию цеха.
7. Суточный расход электроэнергии компрессорными установками цеха. При этом расход электроэнергии одним компрессором необходимо умножить на число компрессоров, установленных в цехе.
8. Потери в цеховых сетях (0,25–1 % от Э).
9. Суточный объем сжатого воздуха.
10. Норму расхода электроэнергии на вспомогательные нужды.
11. Норму расхода электроэнергии на 1000 м³ сжатого воздуха.
12. По полученным результатам расчетов построить энергетические характеристики цеха: $\mathcal{E} = f(G)$ и $d = \varphi(G)$, сделать соответствующие выводы.

Исходные данные представлены в табл. 4.3 и 4.4, а также на рис. 4.1.

Методические рекомендации по решению задания 4.2

Одним из наиболее крупных потребителей электроэнергии на предприятии является компрессорное хозяйство. В связи с этим возникает необходимость ее рационального использования, сокращения потерь энергии. Эффективному использованию мощностей компрессорных станций способствуют технически обоснованные агрегатные (цеховые) нормы удельного расхода электроэнергии на 1000 м³ сжатого воздуха.

В связи с тем, что компрессорные агрегаты являются крупными потребителями электроэнергии на фидерах, питающих эти агрегаты, необходимо устанавливать индивидуальный учет расхода электроэнергии. Однако при наличии такого учета не следует по показателям счетчиков вести расчет нормы расхода электроэнергии по формуле

$$d = \frac{\mathcal{E}}{Q}, \quad (4.9)$$

где d – удельная норма расхода электроэнергии на 1000 м³ сжатого воздуха, $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{1000 \text{ м}^3}$; \mathcal{E} – количество энергии, потребляемой агрегатом

за определенный период времени, кВт · ч; Q – количество сжатого воздуха, произведенного за тот же период времени (1000 м^3).

Такая норма будет среднестатистической, учитывающей нерациональные потери холостого хода и т. д. Следовательно, она не может мобилизовать обслуживающий персонал на изыскание внутренних резервов уменьшения потерь. Технически обоснованная удельная норма расхода электроэнергии должна устанавливаться расчетным путем.

Норма расхода электрической энергии на 1000 м^3 сжатого воздуха состоит из удельного расхода электроэнергии на технологические нужды (d_1) и вспомогательные нужды (d_2):

$$d = d_1 + d_2, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{1000 \text{ м}^3} \quad (4.10)$$

или

$$d = \frac{\mathcal{E}_1}{Q} + \frac{\mathcal{E}_2}{Q}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{1000 \text{ м}^3}, \quad (4.11)$$

где \mathcal{E}_1 – расход электроэнергии на технические нужды; \mathcal{E}_2 – расход электроэнергии на вспомогательные нужды; Q – выработка сжатого воздуха, 1000 м^3 .

Для определения d_1 производятся следующие расчеты:

1. Определяется мощность на привод компрессора по следующей формуле

$$P_{\text{комп}} = \frac{L_{\text{из}} Q_{\text{час}}}{3600 \cdot 102 \eta_{\text{из}}}, \text{ кВт}, \quad (4.12)$$

где $L_{\text{из}}$ – работа изотермического сжатия, кг · м; $Q_{\text{час}}$ – объемная подача воздуха (количество воздуха, перемещаемое машиной в единицу времени), $\text{м}^3/\text{ч}$; $\eta_{\text{из}}$ – изотермический КПД компрессора.

2. Работа изотермического сжатия 1 м^3 воздуха вычисляется по следующей формуле:

$$L_{\text{из}} = 2,3 \cdot 10000 P_1 \lg \frac{P_2}{P_1}, \frac{\text{кг} \cdot \text{м}}{\text{м}^3}, \quad (4.13)$$

где P_1 – давление всасывания, ата; P_2 – конечное давление сжатия, ата.

3. Часовой расход электрической энергии на привод компрессора при сжатии 1 м^3 воздуха будет определяться следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{комп}} = \frac{L_{\text{из}}}{3600 \cdot 102 \eta_{\text{из}} \eta_{\text{п.кр}} \eta_{\text{д}}}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3}. \quad (4.14)$$

Так как норма расхода электроэнергии определяется на 1000 м^3 , то получим

$$d_{\text{комп}} = \frac{1000 L_{\text{из}}}{3600 \cdot 102 \eta_{\text{из}} \eta_{\text{п.кр}} \eta_{\text{д}}}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{1000 \text{ м}^3}, \quad (4.15)$$

где $\eta_{\text{п.кр}}$ – КПД передачи на валу приводного электродвигателя, зависит от типа передачи; $\eta_{\text{д}}$ – КПД электродвигателя по паспорту.

Если в компрессорной установлены различные типы компрессоров с разной производительностью, то норма расхода электроэнергии по компрессорной в целом определяется как средневзвешенная величина:

$$d_{\text{к}}^{\text{ср}} = \frac{\sum d_{ki} Q_i}{\sum Q_i}, \quad (4.16)$$

где d_{ki} – расход электроэнергии на привод i -го компрессора, $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{1000 \text{ м}^3}$; Q_i – производство сжатого воздуха каждым компрессором, тыс. м^3 .

Если компрессорная питается водой от собственной насосной, то необходимо произвести расчеты по определению удельной нормы расхода электроэнергии на привод насосов водяного охлаждения для выработки 1000 м^3 сжатого воздуха:

$$d_{\text{охл}} = \frac{1000 Q_{\text{в}} H}{3600 \cdot 102 \eta_{\text{н}} \eta_{\text{пкр}} \eta_{\text{д}}}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{1000 \text{ м}^3}, \quad (4.17)$$

где $Q_{\text{в}}$ – расход охлаждающей воды на 1 м^3 воздуха, л; H – полный напор насоса, м вод. ст.; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса при данной нагрузке.

4. Тогда норма расхода на технологические нужды будет определяться следующим образом:

$$d = d_{\text{комп}} + d_{\text{охл}}. \quad (4.18)$$

Для определения нормы расхода электроэнергии на вспомогательные нужды ($d_{\text{в}}$), необходимо определить расход электроэнергии

на вспомогательные нужды (расход электроэнергии на освещение – $\mathcal{E}_{\text{осв}}$, вентиляцию – $\mathcal{E}_{\text{вент}}$, потери в цеховых сетях – $\mathcal{E}_{\text{пот}}$).

Расход электроэнергии на освещение определяется следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{осв}} = P_0 K_{\text{с.о}} T_{\text{г.о}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.19)$$

где P_0 – суммарная установленная мощность осветительных приборов, кВт; $K_{\text{с.о}}$ – коэффициент спроса осветительных нагрузок; $T_{\text{г.о}}$ – время использования осветительных установок на планируемый период, ч.

Расход электроэнергии на вентиляцию определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{вент}} = P_{\text{вент}} T_{\text{в}} \beta, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.20)$$

где $P_{\text{вент}}$ – установленная мощность вентиляторов, кВт; $T_{\text{в}}$ – время работы электродвигателя, ч; β – коэффициент загрузки электродвигателя.

Потери в цеховых сетях составляют 0,25–1 % от расхода энергии на основное оборудование.

Зная мощность на привод компрессора и время его работы, можно определить его суточный расход электроэнергии:

$$\mathcal{E} = P_{\text{ном}} T_{\text{м}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.21)$$

где $T_{\text{м}}$ – время работы компрессора.

Удельный расход электрической энергии на вспомогательные нужды составляет:

$$d_2 = \frac{\mathcal{E}_2}{Q} = \frac{\mathcal{E}_{\text{осв}}}{Q} + \frac{\mathcal{E}_{\text{вент}}}{Q} + \frac{\mathcal{E}_{\text{пот}}}{Q}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{1000 \text{ м}^3}, \quad (4.22)$$

где Q – объем производства сжатого воздуха компрессорной, тыс. м^3 .

Считаем, что питание установки осуществляется городской (общезаводской) насосной, удельная норма электроэнергии на 1000 м^3 сжатого воздуха будет определяться следующим образом:

$$d = d_{\text{комп}} + d_2, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{1000 \text{ м}^3}. \quad (4.23)$$

Исходные данные по вариантам приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Исходные данные по вариантам

Вариант	Q , м ³ /час	Количество компрессоров	P_1 , атм	P_2 , атм	$T_{к}$, ч	$\eta_{ш}$	P_0 , кВт	$T_{г.о.}$, ч	$K_{с.о.}$	$P_{в}$, кВт	$T_{в}$, ч	β	Тип передачи
1	2000	2	1	8	15	0,85	14	8	0,95	16	11	0,6	Ременная
	2500	3	1	8	10	0,92							
2	3000	2	1	5	12	0,84	16	8,5	0,9	20	11	0,7	Клино- ременная
	3500	2	1	5	15	0,86							
3	4500	3	1	9	8	0,85	18	3	0,9	20	5	0,7	Зубчатая
	4800	3	1	9	6	0,88							
4	5000	3	1	6	8	0,88	20	4	0,95	24	6	0,65	Соединение муфтой
	5200	2	1	6	7	0,9							
5	3800	2	1	8	22	0,92	28	13	0,9	27	16	0,7	Ременная
	4200	3	1	8	20	0,9							
6	5000	3	1	8	24	0,88	30	13	0,95	28	16	0,6	Клино- ременная
	5400	2	1	8	23	0,9							
7	4700	3	1	9	24	0,9	24	14	0,9	30	18	0,7	Зубчатая
	5300	1	1	9	20	0,85							
8	6000	2	1	9	22	0,92	25	14	0,9	30	20	0,6	Соединение муфтой
	6200	2	1	9	24	0,88							
9	5000	1	1	8	18	0,9	20	12	0,9	27	16	0,7	Ременная
	4700	3	1	8	10	0,85							
10	3800	3	1	9	12	0,87	22	4	0,95	22	6	0,6	Клино- ременная
	5200	1	1	9	4	0,89							

Значение КПД в зависимости от типа передачи приведено в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Коэффициент полезного действия передачи

Тип передачи	Величина КПД
Ременная	0,85–0,9
Клиноременная	0,97–0,98
Зубчатая	0,98
Соединение при помощи муфты	1

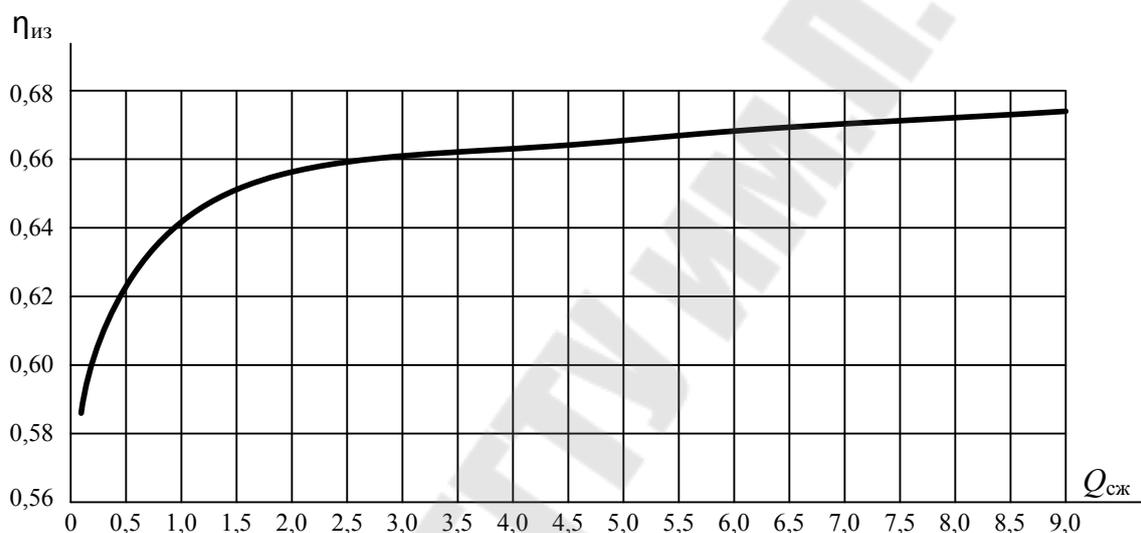


Рис. 4.1. Средние значения изотермического КПД в зависимости от производительности при давлении сжатия 8–9 атм и полной нагрузке

Литература

1. Ермалинская, Н. В. Основы бизнеса и права в радиоэлектронике : практикум для студентов специальности 1-36 04 02 «Промышленная электроника» днев. и заоч. форм обучения / Н. В. Ермалинская, Т. Г. Фильчук. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 103 с.
2. Исаченко, В. П. Теплопередача / В. П. Исаченко, В. А. Осипова, А. С. Сукомел. – М. : Энергия, 1975. – 488 с.
3. Котова, С. Н. Организация и планирование производства. Управление предприятием : лаборатор. практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» днев. формы обучения / С. Н. Котова, О. А. Полозова, Г. А. Прокопчик. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2009. – 62 с.
4. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий : утв. Департаментом по энергоэффективности Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь, 11 нояб. 2020 г. // Департамент по энергоэффективности Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь. – Минск. – Режим доступа: http://energoeffekt.gov.by/programs/forming/20201118_tepem. – Дата доступа: 17.02.2021.
5. Михеев, М. А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – М. : Энергия, 1977. – 344 с.
6. Падалко, Л. П. Сборник задач по экономике энергетики : учеб. пособие для вузов энергет. специальностей / Л. П. Падалко, Г. Б. Пекелис, Н. Н. Никольская. – Минск : Выш. шк., 1979. – 192 с.
7. Самосюк, Н. А. Экономика энергетики : сб. задач / Н. А. Самосюк, Е. И. Тымуль. – Минск : Амалфея, 2020. – 52 с.

Содержание

1. Применение теории подобия для обработки результатов теплотехнического эксперимента	3
2. Техничко-экономические расчеты в энергетике. Определение расчетных величин	6
3. Техничко-экономические расчеты при реконструкции энергетического оборудования	15
4. Определение норм расхода тепло- и электроэнергии на промышленных предприятиях	25
Литература	35

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ И ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

**Практикум
для студентов второй ступени высшего
образования специальности 1-43 80 03
«Теплоэнергетика и теплотехника»
дневной и заочной форм обучения**

**Составители: Шаповалов Александр Валерьевич
Рудченко Галина Анатольевна**

Электронный аналог печатного издания

Редактор *Н. В. Гладкова*
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 15.12.21.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 1,92.

Изд. № 12.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение
Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого.
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель